

República de Panamá

**ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

ANEXO - A

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

1. DEFINICIONES.

Armónicas: Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60Hz.

Compatibilidad Electromagnética: Se refiere al funcionamiento apropiado y satisfactorio de un equipo eléctrico bajo características eléctricas dadas.

Disturbios Eléctricos: Se refiere a perturbaciones que un cliente inyecta a las redes de distribución, tales como el Efecto de Pardadeo y las Armónicas, por mencionar los más comunes.

Efecto de Parpadeo (FLICKER): Es una variación rápida y cíclica del voltaje, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Emisión: Se refiere a las perturbaciones eléctricas producidas por una carga, que se propagan al sistema eléctrico de potencia, al cual esta conectada la carga.

Punto de entrega: Es el punto del sistema de transmisión en el que una empresa de distribución o gran usuario es conectado, y donde ocurren las transacciones de electricidad. También es el punto donde un cliente es suministrado por la empresa de electricidad.

2. PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Será de exclusiva responsabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos en la presente Norma.

Para ello deberán realizar los trabajos e inversiones que estimen convenientes de forma tal de asegurar la prestación del servicio con la calidad indicada.

Las exigencias referentes a la Calidad del Servicio Público establecidas en el presente documento deberían ser de aplicación para todos los tipos de suministros, incluidos aquellos que solo utilicen las redes de las Empresas de Distribución Eléctrica para acceder a un mercado o para adquirir energía en forma directa a través de un generador (peaje).

Los incumplimientos a los parámetros establecidos se traducirán en una reducción de las tarifas a aplicar a los clientes afectados, teniendo en cuenta que lo abonado por los mismos en concepto del suministro recibido esta asociado a una determinada calidad de dicha prestación.

Será responsabilidad de la empresa de Distribución Eléctrica el asegurar a sus clientes el abastecimiento de su demanda, por lo que en ningún caso podrán invocar el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas.

Las condiciones de Calidad del Servicio especificadas en el presente documento se corresponden con un nivel estándar de la prestación. En caso de que algún cliente requiriese cualquier otra condición de calidad de servicio superior a la contemplada, se deberán acordar entre las partes las condiciones particulares de calidad, mediante la celebración de contratos.

Los valores límite admisibles para los distintos indicadores controlados se discriminan en función a la zona (Centros Urbanos o Areas Rurales) que abastecen adoptando para la clasificación de la misma lo establecido en la NORMA DE ALUMBRADO PUBLICO PARA CALLES Y AVENIDAS DE USO PUBLICO, CAPITULO II.

Se exceptuarán de las compensaciones estipuladas en esta norma, los casos debidamente comprobados de fuerza mayor y caso fortuito, según lo establecido en el Reglamento de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

2.1 ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN

A efectos de implementar el Régimen de Calidad de Servicio establecido en la presente Norma en forma gradual con la finalidad de posibilitar la adecuación tanto de las empresas como de los Clientes vinculados a las mismas, la duración y fecha de entrada en vigencia de las mismas se definirán en el Contrato de Concesión.

El Ente Regulador impondrá las sanciones correspondientes, de acuerdo al Título VII de la Ley N° 6 de 3 de Febrero de 1997, cuando la empresa de distribución eléctrica no de cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente Norma ó a sus fechas de implementación.

2.2 CONFIABILIDAD

La calidad del servicio en lo que respecta a la confiabilidad se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración de las interrupciones a los clientes.

Las interrupciones que se computarán serán todas aquellas cuya duración sea superior a tres minutos, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso.

Los indicadores a controlar serán los siguientes:

2.2.1 Indicadores Globales

- **SAIFI** = Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i}{Q_{total}}$$

- **SAIDI** = Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i \times Tfs_i}{Q_{total}}$$

- **CAIDI** = Duración promedio de cada interrupción

$$= SAIDI / SAIFI$$

- **ASAI** = Disponibilidad promedio del sistema

$$= 1 - (SAIDI / 8760)$$

donde,

Qfs_i = Cantidad de clientes interrumpidos

Q_{total} = Número total de clientes en el sistema

Tfs_i = Duración de cada interrupción

n = número de interrupciones en el período

Los límites recomendados para las empresas de distribución, incluyendo las interrupciones originadas por causas Externas a la red propia, se indican en las Tablas N° 1 y N° 2.

Tabla N° 1

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en los CENTROS URBANOS (Ciudad y Area Urbana).

Indicador	FECHAS DE IMPLEMENTACION			
	1 de julio 2000	1 de julio 2001	1 de julio 2002	1 de julio 2003
SAIFI	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
SAIDI	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año
CAIDI	2.92 horas	2.62 horas	2.19 horas	1.46 horas

ASAI	99.60%	99.70%	99.80%	99.90%

Tabla N° 2

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES.

	FECHAS DE IMPLEMENTACION		
Indicador	1 de Julio 2000	1 de Enero 2002	1 de Julio 2003
SAIFI	14 / año	12 / año	10 / año
SAIDI	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año
CAIDI	5.63 horas	5.11 horas	4.38 horas
ASAI	99.10%	99.30%	99.50%

2.2.2 Indicadores por Cliente

Los indicadores por cliente que se controlarán serán los mismos que los definidos como Indices Globales aplicados para cada cliente individual:

$$SAIFicl = \sum_{i=1}^n Interrupciones$$

$$SAIDicl = \sum_{i=1}^n Tiempo(i)$$

Tabla N° 3

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para las Empresas de Distribución en los CENTROS

URBANOS (Ciudad y Area Urbana).

TIPO DE CLIENTE	Indice	FECHAS DE IMPLEMENTACION			
		1 de Enero 2003	1 de Enero 2004	1 de Enero 2005	1 de Enero 2006
Clientes en Media Tensión	SAIFIcl	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
	SAIDIcl	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año
Clientes en Baja Tensión	SAIFIcl	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
	SAIDIcl	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año

Tabla N° 4**Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES.**

TIPO DE CLIENTE	Indice	FECHAS DE IMPLEMENTACION		
		1 de Julio 2003	1 de Enero 2005	1 de Julio 2006
Clientes en Media Tensión	SAIFIcl	14 / año	12 / año	10 / año
	SAIDIcl	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año
Clientes en Baja Tensión	SAIFIcl	14 / año	12 / año	10 / año
	SAIDIcl	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año

2.3 NIVELES DE TENSIÓN

La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los clientes puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

2.3.1 Límites admisibles

Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al cliente, se indican en la Tabla N° 5 y Tabla N° 6.

Tabla N° 5- Límites permisibles de Baja Tensión (hasta 600 V)

FECHA	CENTRO URBANO	RURAL	AISLADO
1 de Enero 1999	D U ± 10 %	D U ± 10 %	D U ± 10%
1 de Enero 2001	D U ± 7.5%	D U ± 8.5 %	D U ± 9%
1 de Enero 2003	D U ± 5 %	D U ± 7.5 %	D U ± 8%

Donde:

$D U = \frac{V_{abs}(U_s - U_n)}{U_n}$ es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión medida del suministro (U_s) y la tensión nominal del suministro (U_n).

Tabla N° 6 - Límites permisibles de Media Tensión (mayor a 600V y menor a 115 kV)

FECHA	CENTRO URBANO	RURAL	AISLADO
1 de Enero 1999	D U ± 7 %	D U ± 9 %	D U ± 10%
1 de Enero 2001	D U ± 6%	D U ± 8 %	D U ± 9%
1 de Enero 2003	D U ± 5 %	D U ± 7 %	D U ± 8%

(*) = AISLADO SE REFIERE A UNA RED DE DISTRIBUCION, QUE NO ESTA CONECTADA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).

El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición en diversos puntos de la red.

El equipamiento de medición a utilizar por la empresa distribuidora deberá ser de un tipo especialmente diseñado para medir niveles de tensión o voltaje.

2.3.2 Campaña de Medición

Es obligación de la empresa de Distribución Eléctrica, efectuar semestralmente un registro o medición válido del nivel de tensión en el 1 % de sus clientes seleccionados al azar con criterio estadístico, agrupados por Corregimiento, y Categoría Tarifaria.

El registro o medición en cada cliente deberá realizarse por un período no inferior a los 7 días corridos, registrando valores a intervalos de 15 minutos.

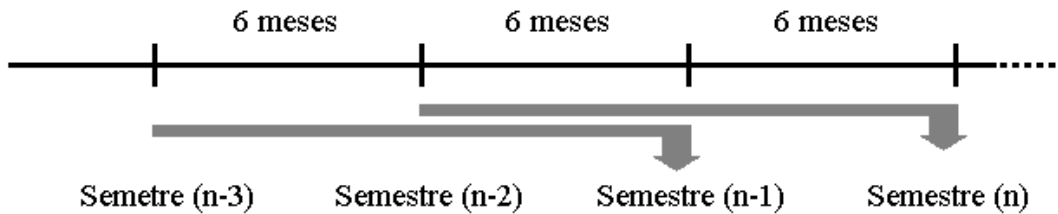
La empresa de distribución, deberá suministrar el listado de clientes seleccionados, con su localización, categoría tarifaria y nivel de tensión de suministro, para su control al comienzo de cada semestre. El Ente Regulador podrá modificar esta lista si lo considera necesario.

Las empresas de distribución deberán empezar con el programa de medición, a partir de la primera fecha de implementación de los límites permisibles de tensión, según se establece en el contrato de concesión.

2.3.3 Indicadores Globales de Producto Técnico acerca de la Campaña de Medición

A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo de la Campaña de Medición se determinarán los siguientes indicadores Globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de sanciones a la empresa de Distribución Eléctrica, independientes de aquellas que podrían surgir por los apartamientos registrados en cada una de las mediciones realizadas:

Estos indicadores se calcularán semestralmente considerando una ventana móvil anual que contempla las mediciones realizadas en el semestre bajo análisis "n" y el anterior "n-1". En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los indicadores, se analizarán en base a los apartamientos del valor nominal medido, discriminados por Rangos de unidad porcentual.

1. FEB_B : Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión.

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_B : Frecuencia Equivalente asociada al Rango "B".

Nrg_B : Cantidad de Registros válidos asociada al Rango "B".

Nrg_{TOT} : Cantidad total de registros válidos.

Este indicador se discrimina a su vez en:

FEB_{PER} : Frecuencia equivalente dentro de los límites admisibles

FEB_{NoPER} : Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles

- b. $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión fuera de los límites admisibles.

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{Tot}}$$

Donde:

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión "B" fuera de los límites admisibles

$NrgP_B^{(p)}$: Cantidad de Registros fuera de los límites admisibles asociados con el Rango "B".

$NrgP_T$: Cantidad de Registros Totales fuera de los límites admisibles.

c. $FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Donde:

$Eng_B^{(med)}$: Energía Registrada en la medición (med) asociada con el Rango de Tensión "B".

Eng_T : Energía Total Registrada

$TotMed$: Total de Mediciones Realizadas en el Período Considerado.

Si al cabo del semestre controlado la relación FEB_{NoPER} (Rangos No Permitidos) es mayor al 5 %, la empresa Distribuidora deberá compensar a los clientes en función de la Frecuencia Equivalente y la Energía asociada en cada Rango.

2.4 EFECTO DE PARPADEO(FLICKER)

2.4.1 Indicador del Efecto de Parpadeo

El indicador del efecto de parpadeo en el sistema de distribución, deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo **Pst**.

El **Pst** deberá ser igual a 1.00 para todos los niveles de tensión de distribución.

2.4.2 Mediciones

Las mediciones para determinar la presencia del efecto de parpadeo, deberán ser realizadas en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en la red de distribución, al igual que en los transformadores de potencial de las subestaciones, o en cualquier punto donde se sospeche que pueda haber inyección del Efecto de Parpadeo.

Mensualmente, la empresa de distribución seleccionará al azar un (1) punto de verificación por cada 60,000 clientes, donde efectuará las mediciones. El Ente Regulador podrá designarle puntos de verificación a la empresa de distribución, cuando así lo estime conveniente.

El período de medición en cada sitio debe ser de catorce (14) días. Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto de parpadeo para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 868.

Las empresas de distribución deberán empezar este programa, según la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión.

2.5 ARMÓNICAS

2.5.1 Límites admisibles

La empresa, en su sistema de distribución, deberá limitar la distorsión armónica en los niveles de Media y Baja tensión de acuerdo a lo especificado en la Tabla N° 7.

Estos niveles de referencia para las armónicas de tensión en Baja Tensión, no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

Tabla N° 7 - Límites de distorsión armónica en Media y Baja Tensión

Orden de la armónica	Tasa de distorsión individual (TDI) %
(n)	
(impares no múltiplos de 3)	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/n$
(impares múltiplos de 3)	
3	5.0
9	1.5

15	0.3
21	0.2
>21	0.2
(pares)	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
Tasa de Distorsión Total (V_{DAT})%	8

2.5.2 Mediciones

Mensualmente, la empresa de distribución seleccionará al azar un (1) punto de verificación por cada 60,000 clientes, donde efectuara las mediciones. El Ente Regulador podrá designarle puntos de verificación a la empresa de distribución, cuando así lo estime conveniente.

Las mediciones para determinar los niveles de armónicas, deberán ser realizadas en los terminales de baja tensión de los transformadores instalados en las líneas de distribución, o en el punto de entrega del cliente individual.

Las mediciones de distorsión armónica de tensión individual y la distorsión armónica de tensión total deberá ser realizadas en intervalos de 10 minutos y de acuerdo a la norma IEC 1000-4-7.

Las empresas de distribución deberán empezar este programa, según la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión.

3. COMPENSACIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Las compensaciones económicas a los clientes afectados por un suministro que se aparte de las exigencias establecidas en la presente Norma tienen por objetivo, además de la propia compensación por el servicio inadecuado, actuar como incentivo para mejorar la calidad del servicio y como una señal para la inversión en recursos que conlleven a esas mejoras.

En los casos en que se verifique la existencia de apartamientos a los límites establecidos para cada uno de los indicadores controlados, la empresa de distribución eléctrica aplicará las compensaciones a los clientes, mediante descuentos en las tarifas vigentes, indicadas a continuación.

3.1 INDICES DE CONFIABILIDAD.

3.1.1 Indicadores Los indicadores controlados a efectos de la determinación de la Reducción Tarifaria son:

Frecuencia promedio anual de interrupción por cliente: SAIFI

- Duración promedio anual de interrupciones por cliente: SAIDI

3.1.2 Reducción tarifaria para los clientes del sistema de distribución.

Las Reducciones tarifarias serán valoradas en función a la energía no servida de acuerdo a las siguientes expresiones.

a) Si $SAIFI > SAIFI_{límite}$ y $SAIDI < SAIDI_{límite}$, la formula de la Reducción Tarifaria es:

Reducción tarifaria = $[(SAIFI - SAIFI_{límite})/8760] \times SAIDI/SAIFI \times$ Energía anual consumida (kWh) x Costo de la energía no servida (B./kWh)

b) Si $SAIDI > SAIDI_{límite}$ y $SAIFI < SAIFI_{límite}$, la formula de la Reducción Tarifaria es:

Reducción tarifaria = $[(SAIDI - SAIDI_{límite})/8760] \times$ Energía anual consumida (kWh) x Costo de la energía no servida (B./kWh)

c) Si $SAIDI > SAIDI_{límite}$ y $SAIFI > SAIFI_{límite}$, se presentan dos casos:

c.1) Si $SAIDI/SAIFI < SAIDI_{límite}/SAIFI_{límite}$, entonces la Reducción Tarifaria se aplica según la formula indicada en a).

c.2) Si $SAIDI/SAIFI \geq SAIDI_{límite}/SAIFI_{límite}$, entonces la Reducción Tarifaria se aplica según la formula indicada en b).

El valor del Costo de la Energía no Servida a efectos de la determinación de las reducciones tarifarias será de 1.50 B./kWh.

Esta reducción tarifaria la aplicará la empresa distribuidora, y se transfiere en la forma de un crédito en la factura eléctrica a los clientes cuyos tiempos y frecuencias totales de interrupciones en un año excedan los límites permitidos.

La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe anual, durante el primer mes del año en curso, con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria del año anterior, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde. Los clientes deberán recibir su reducción tarifaria en un credito único, en los ciclos de facturación que correspondan al segundo mes del año en curso.

Este informe anual, deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Este informe se presentará un año después de la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión

3.2 Niveles de Tensión

3.2.1 Indicador

El indicador utilizado a los efectos de la determinación de la Reducción Tarifaria es el D U, que se expresa como porcentaje de la tensión nominal.

3.2.2 Reducción Tarifaria

Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los niveles de tensión admisibles,

durante un tiempo superior al 5% del período en que se efectúe la medición, la empresa de Distribución Eléctrica deberá compensar a los clientes afectados mediante la aplicación de una reducción tarifaria hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, la Reducción Tarifaria se calculará en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla N° 8, indicada a continuación:

Tabla N° 8 – Valorización de la Energía según el grado de apartamiento a los límites admisibles

D U_{SUP} superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE_(B) (B/./kWh)
£ 1	0.050
£ 2	0.072
£ 3	0.093
£ 4	0.115
£ 5	0.137
£ 6	0.158
£ 7	0.180
£ 8	0.340
£ 9	0.500
£ 10	0.833
£ 11	1.167
>11	1.500

Se define a D U_{SUP} como el porcentaje de apartamiento del Valor Admisible definido en el punto 2.3.1 Límites Admisibles.

La Compensación correspondiente al período de medición por apartamiento en el nivel de tensión admisible que servirá de base para la determinación de la reducción tarifaria correspondiente se calculará mediante la siguiente expresión:

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)}$$

C_{pm} : Compensación determinada para el período de medición.

$CE_{(B)}$: Valorización de la Energía en función del apartamiento detectado.

$\sum_{B=BP}$: Sumatoria considerando todos los registros penalizados.

$ENE_{(B)}$: Energía Registrada durante el periodo de medición.

En aquellos usuarios con una potencia menor o igual a 10 kW, la Distribuidora podrá distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación en base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La reducción tarifaria se extenderá hasta que la empresa de Distribución Eléctrica demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro, que el inconveniente ha sido solucionado. La extensión será proporcional al período de tiempo hasta que se efectúe la nueva medición que demuestre la solución del problema, determinándose el monto de la Reducción Tarifaria de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Reducción Tarifaria} = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Dpm : Duración del período de medición en días

Dnm : Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición contado a partir de la finalización del período de medición

Para el caso de incumplimiento a los Indicadores Globales acerca de la Campaña de Medición, la Reducción Tarifaria será la siguiente:

$$\text{Reducción Tarifaria} = ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right)$$

Donde

$S_{(B=BP)}$: Sumatoria sobre los Rangos fuera de los límites admisibles según se corresponda con el periodo considerado.

ETF : Energía Total Facturada por la empresa de Distribución Eléctrica en el período controlado, en kWh.

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión fuera de los límites admisibles.

$FEEC_B$: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión.

CE_B : Valorización de la energía suministrada fuera de los límites admisibles según Tabla N° 6.

Las Reducciones Tarifarias serán reintegradas a todos los Clientes como un crédito en la facturación, en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. El reintegro será global, es decir que no se discriminará por tipo de Cliente o tarifa.

La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe trimestral con las cantidades que resultaron de la valorización de las reducciones tarifarias, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde.

Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Estos informes se presentarán según la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión.

3.3 EFECTO DE PARPADEO

3.3.1 Indicador

El indicador para el efecto de parpadeo es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst) medido.

3.3.2 Reducción tarifaria

La Reducción Tarifaria estará basada en función a los apartamentos por encima de los Niveles de Referencia de los índices de severidad y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como Distorsión Penalizable por Efecto de Parpadeo (DPF), al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada intervalo de medida, por encima de los Niveles de Referencia.

Para cualquier punto de suministro, la distorsión penalizable se define como:

$$DPF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

Pst(k) es el índice de severidad por Efecto de Parpadeo de corta duración registrado en el intervalo k de medida (10 minutos).

Pst es el Nivel de Referencia igual a uno (1)

DPF_k se calcula para cada intervalo k de cada semana del período de medición, registrándose el Pst(k) y la energía suministrada E(k) durante cada intervalo k.

Si en una medición se verifica que por un período superior al 5 % del período de medición se ha superado el Nivel de Referencia (Pst de referencia), la empresa de Distribución Eléctrica deberá compensar a los clientes afectados mediante una Reducción Tarifaria.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (B./kWh) para el cálculo de la compensación:

0 < DPF ≤ 1 1.50* DPF² [B./kWh]

1 < DPF 1.50 [B./kWh]

La compensación que servirá de base para la determinación de la Reducción Tarifaria se calculará como:

$$\text{Compensación(B/.)} = \sum_{k : \text{DPF}_k \leq 1} 1.50 * \left(\text{DPF}_k \right)^2 * E(k) + \sum_{k : \text{DPF}_k > 1} 1.50 * E(k)$$

La reducción tarifaria deberá ser aplicada por la empresa de distribución, a los clientes afectados por la ocurrencia del efecto de parpadeo, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

La empresa de distribución con la aprobación del Ente Regulador, podrá sancionar y/o penalizar al cliente que resulte causante del disturbio, una vez que se haya verificado dicho incumplimiento de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2 de la presente Norma

La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe trimestral con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde.

Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Estos informes se presentarán según la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión.

3.4 ARMÓNICAS

3.4.1 Indicador

Las armónicas en el sistema de distribución se miden por los indicadores V_{DAI} y V_{DAT} , donde:

V_{DAI} = Distorsión armónica individual de tensión (%)

V_{DAT} = Distorsión armónica total de tensión (%)

3.4.2 Reducción tarifaria

La Reducción Tarifaria estará basada en función a los apartamientos por encima de los Niveles de Referencia de los Indicadores V_{DAI} y V_{DAT} y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como Distorsión Penalizable de Amónicas (DPA) a la distorsión armónica encontrada en cada intervalo de medida, por encima de los Niveles de Referencia según la siguiente expresión:

$$DPA_k = \text{Max} \left[0, \frac{V_{DAT(k)} - V_{DAT}}{V_{DAT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{V_{DAI_1(k)} - V_{DAI_1}}{V_{DAI_1}} \right]$$

Donde:

$V_{DAT}(k)$ es la tasa de distorsión total registrada en el intervalo de medición k (10 minutos).

V_{DAT} es el nivel de distorsión total de referencia definido en la Tabla N° 7

$V_{DAIi}(k)$ es el valor de la tensión armónica i en el intervalo de medición k .

V_{DAIi} es el Nivel de Referencia de la tensión armónica i definido en la Tabla N° 7.

DPA_k se calcula para cada intervalo k del periodo de medición, registrándose la energía suministrada $E(k)$ durante cada intervalo k .

Si en una medición se verifica que por un período superior al 5 % del período de medición se ha superado el Nivel de Referencia para alguno de los indicadores controlados, la empresa de Distribución Eléctrica deberá compensar a los clientes afectados mediante una Reducción Tarifaria.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPA mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (B./kWh) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPA_k \leq 1$ 1.50 * DPA^2_k B./kWh

$1 < DPA_k$ 1.50 B./kWh

La compensación que servirá de base para la determinación de la Reducción Tarifaria se calculará como:

$$\text{Compensación (B./.)} = \sum_{k:DPA_k \leq 1} 1.50 * (DPA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPA_k > 1} 1.50 * E(k)$$

La reducción tarifaria deberá ser aplicada por la empresa de distribución, a los clientes afectados por la distorsión armónica, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

La empresa de distribución con la aprobación del ERSP, podrá sancionar y/o penalizar al cliente que resulte causante del disturbio, una vez que se haya verificado dicho incumplimiento, de acuerdo a lo indicado en el punto 4.3 de la presente Norma.

La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe trimestral con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde.

Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

Estos informes se presentarán según la fecha de implementación que sea establecida en el contrato de concesión.

4. PARÁMETROS TÉCNICOS A CUMPLIR POR LOS CLIENTES

4.1 INTRODUCCION

Las cargas de los clientes, después del punto de entrega, pueden producir disturbios que se propagan al sistema de distribución, y en algunos casos hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Si estos disturbios son severos, otros clientes se podrán ver afectados negativamente. Para asegurar la compatibilidad electromagnética, se deberán imponer restricciones y controles en las cargas de los clientes que causen estos disturbios. Los disturbios más comunes son el efecto de parpadeo y las armónicas, sin tener que limitarse solamente a estos.

Las exigencias establecidas en este punto comenzarán a tener vigencia según la fecha que se indique en el contrato de concesión, en concordancia con las obligaciones de las empresas de Distribución Eléctrica.

4.2 EFECTO DE PARPADEO

4.2.1 Indicador

El indicador será el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3.

4.2.2 Límites

El indicador a controlar para el efecto de parpadeo, es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst), tal como se define en la norma IEC 868. La Tabla N° 9 establece los límites de Pst para diferentes tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión.

Tabla N° 9 - Límites Individuales del efecto de parpadeo producidos por las cargas de los clientes

Carga (S_L) kW	Nivel de Baja Tensión	Pst
$S_L < 20$	U £ 1 kV	1.00
$20 \leq S_L < 30$	U £ 1 kV	1.26
$30 \leq S_L < 50$	U £ 1 kV	1.58
$S_L \geq 30$	U £ 1 kV	1.86
Radio (S_L / S_{CC})	Nivel de Media y Alta Tensión	Pst
$S_L / S_{CC} \leq 0.005$	1 kV < U£ 230 kV	0.37
$0.005 < S_L / S_{CC} \leq 0.02$	1 kV < U£ 230 kV	0.58
$0.02 < S_L / S_{CC} \leq 0.04$	1 kV < U£ 230 kV	0.74

$S_L / S_{CC} > 0.04$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.80
-----------------------	--	------

Donde:

S_{CC} = Capacidad de cortocircuito del sistema en kVA en el punto de medición del Efecto de parpadeo,

S_L = Potencia contratada por el cliente expresada en kW para el nivel de Baja Tensión, y expresada en kVA para los niveles de Media y Alta Tensión.

4.2.3 Mediciones a los clientes

A efectos de verificar los niveles de emisión de perturbaciones las empresas de Distribución Eléctrica deberán efectuar mediciones en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores. El Efecto de parpadeo deberá ser medido en el punto de entrega, usando un medidor de efecto de parpadeo y en intervalos de 10 minutos, según establece la norma IEC 868. Para cargas de bajo tensión, la medición debe ser hecha sobre una impedancia de referencia con las siguientes características:

$$Z_{ph} = 0.24 + j0.15 \text{ ohms}$$

$$Z_n = 0.16 + j0.10 \text{ ohms}$$

La impedancia de referencia de neutro (Z_n) será utilizada solamente para aquellos usuarios cuya alimentación es monofásica.

Para cargas en media o alta tensión, las mediciones de efecto de parpadeo deben ser realizadas sobre la impedancia de la red o sobre una impedancia que no cause que la tensión de estado estacionario caiga más del 3%.

4.3 ARMÓNICAS

Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de corrientes armónicas. La corriente armónica produce una caída de tensión armónica cuando fluye de la fuente a la carga. La Tensión del sistema tiene por lo tanto una componente armónica, resultando en una distorsión armónica del voltaje de suministro. Para asegurar que la distorsión armónica de tensión se mantiene en un nivel aceptable, se deben aplicar restricciones en la corriente de carga.

4.3.1 Indicador

Las armónicas producidas por el cliente se miden por:

Para cargas en baja tensión (<10kW), la magnitud de las corrientes armónicas individuales (I_i en Amperios) presente en la corriente de la carga.

La cantidad de corriente fuera de límites es expresada en

$$\% = (I_i - I_{\text{límite}}) / I_{\text{límite}} \times 100\%$$

Para todas las otras cargas se utilizan los indicadores I_{DAI} e I_{DAT} , donde:

I_{DAI} = Distorsión armónica individual de corriente (%)

I_{DAT} = Distorsión armónica total de corriente (%)

4.3.2 Límites

La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la Potencia contratada por el cliente, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en La Tabla N° 10 se establecen los límites de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

Tabla N° 10- Límites de emisión de corrientes armónicas individuales

Orden de la armónica (n)	P≤10 kW, U≤1kV	P cualquiera, 1kV<U≤66kV	P>50 kW, U>66kV
	Intensidad armónica máxima en (A)	Intensidad armónica máxima, como % de la corriente contratada.	
Impares no múltiplos de 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2+0.8*25/n	0.4
Impares no múltiplos de 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
Pares			
2	2.16	10.0	10.0

4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
>12	3.68/n	0.3	0.5
I_{DA} %	-	20.0	12.0

La corriente demandada se la determina a partir de la potencia contratada por el usuario a su tensión nominal, utilizando un factor de potencia igual a 0,85.

4.3.3 Mediciones a los clientes

A efectos de verificar los niveles de emisión de perturbaciones, las empresas de Distribución Eléctrica deberán efectuar mediciones en los puntos de entrega a los clientes presuntamente perturbadores. Las mediciones deben ser hechas con un instrumento adecuado, en intervalos de 10 minutos, de acuerdo a lo establecido en la norma IEC 1000-4-7. El período de medición para propósitos de verificación debe ser de catorce (14) días.

En caso de detectarse niveles de emisión superiores a los admisibles la empresa de Distribución deberá notificar al Cliente a efectos de normalizar la situación.

5. PENALIZACIONES POR INYECCIÓN DE DISTURBIOS ELÉCTRICOS

Con la finalidad de enviar a los Cliente perturbadores las señales adecuadas que incentiven a la solución de las perturbaciones causadas, y a efectos de asegurar la compatibilidad electromagnética del sistema de distribución eléctrica, la empresa de Distribución Eléctrica podrá trasladar al cliente perturbador, mediante una penalidad, el monto equivalente al total de las reducciones tarifarias que ésta haya concedido a los Clientes afectados.

Asimismo la empresa distribuidora podrá proceder con la desconexión del servicio eléctrico al Cliente perturbador, si el problema no es rectificado en 3 meses, a partir de que este haya recibido una notificación formal sobre el problema.

5.1 EFECTO DE PARPADEO (FLICKER)

En los casos en que la empresa de Distribución Eléctrica verificara el incumplimiento de los límites de emisión admisibles por alguno de sus clientes, podrá aplicar una penalidad en su facturación determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Parpadeo.

Se define como (DPIF) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medida, por encima del Límite de Emisión Individual establecido en la Tabla N° 9.

La distorsión penalizable individual se define como:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

$P_{stm}(k)$ es el índice de severidad de flúcker de corta duración registrado, en el intervalo k de medida (10 minutos)

P_{sti} es el Límite de Emisión Individual del Cliente bajo control

$DPIF_k$ se calcula para cada intervalo k de 10 minutos de cada semana del período de medición, registrándose el $P_{stm}(k)$ y la energía consumida por el Cliente $E(k)$ durante cada intervalo k .

Existirá penalización si durante más del 5 % del tiempo de medida se ha superado el Límite de Emisión Individual asignado al usuario.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía consumida emitiendo en exceso (intervalos con $DPIF$ mayor que cero), se utilizarán los siguientes valores de penalización unitaria (B./kWh) para el cálculo de la penalización aplicable:

$$0 < DPIF_k \leq 1 \quad 1.50 * (DPIF_k)^2 \text{ B./kWh}$$

$$1 < DPIF_k \quad 1.50 \text{ B./kWh}$$

La penalización aplicable se calculará como:

$$Penalizacion(B /.) = \sum_{k: DPIF_k \leq 1} 1.50 * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k: DPIF_k > 1} 1.50 * E(k)$$

5.2 DISTORSION ARMONICA

En los casos en que la empresa de Distribución Eléctrica verificara el incumplimiento de los límites de emisión admisibles por alguno de sus clientes, podrá aplicar una penalidad en su facturación determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armonicas.

Se define como Distorsión Penalizable Individual de Armónicas (DPIA) a la distorsión armónica detectada en cada intervalo de medida, por encima de los Límites de Emisión Individuales establecidos, según la siguiente expresión:

$$DPIA_k = \text{Max} \left[0, \frac{I_{DAT(k)} - I_{DAT}}{I_{DAT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{I_{DAI_i(k)} - I_{DAI_i}}{I_{DAI_i}} \right]$$

Donde:

$I_{DAT(k)}$ es la tasa de distorsión total en corriente registrada en el intervalo de medición k (10 minutos), referida a la corriente contratada por el Cliente.

I_{DAI} es el Límite de Emisión en corriente para la distorsión total definido la Tabla N° 10.

$I_{DAI_i(k)}$ es el valor de la intensidad armónica i en el intervalo de medición k que inyecta el Cliente en la red. El límite y las intensidades medidas deben ser expresados en valores absolutos de corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el usuario, según corresponda.

I_{DAI_i} es el Límite de Emisión Individual de la intensidad armónica i definido en la Tabla N° 10.

$DPIA_k$ se calcula para cada intervalo k del período de medición, registrándose la energía consumida por el usuario $E(k)$ durante cada intervalo k .

A efectos del cálculo de $I_{DAT(k)}$ y $I_{DAI_i(k)}$ para la evaluación de la DPIA, sólo se considerarán los valores de $I_{DAI_i(k)}$ registrados con flujo de potencia activa desde el Cliente hacia la red de alimentación, que es cuando las instalaciones del Cliente están emitiendo la perturbación de dicha armónica.

Existirá penalización en un punto de medición, si durante más del 5 % del tiempo de medida se ha superado alguno de los Límites de Emisión Individuales asignados al Cliente.

En el caso anterior, se aplicarán los siguientes valores de penalización unitaria (B./kWh) por la energía consumida en intervalos con DPIA mayor que cero para el cálculo de la penalización aplicable:

$$0 < DPIA_k \leq 1 \quad 1.50 * (DPIA_k)^2 \text{ B./kWh}$$

$$1 < DPIA_k \quad 1.50 \text{ B./kWh}$$

La penalización aplicable se calculará como:

$$Penalizacion(B /.) = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} 1.50 * (DPIA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIA_k > 1} 1.50 * E(k)$$

6. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN AL ENTE REGULADOR

Las empresas de distribución eléctrica, deberán informar por escrito al Ente Regulador, el desempeño del sistema de distribución, en términos de los indicadores de confiabilidad, variaciones en los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos por esta norma y lo establecido en el contrato de concesión.

Las empresas de distribución deberán mantener los registros detallados de las interrupciones y mediciones, en caso de que estas sean requeridas por el Ente Regulador.

Estos informes se presentarán dependiendo de las fechas de implementación de los parámetros establecidos por esta norma, en el contrato de concesión.

Esta información estará disponible para cualquier interesado, que así la solicite al Ente Regulador.

6.1 Información de Confiabilidad.

6.1.1 Informe mensual con las interrupciones del servicio.

El reporte deberá incluir la siguiente información:

- Número total de interrupciones
- Número total de clientes interrumpidos
- Cantidad total de clientes-hora interrumpidos

6.1.2 Registros a disposición del Ente Regulador

La empresa de distribución deberá también mantener registros detallados de cada interrupción a ser suministrados al Ente Regulador en caso de que este lo solicite. Los registros detallados incluirán:

- Provincia, distrito y corregimiento
- Número de circuitos afectados
- Zona afectada, localidad o barrio
- Fecha, hora y duración de la interrupción
- Número de clientes interrumpidos

6.1.3 Informe trimestral

La empresa de Distribución deberá remitir un informe trimestral que incluya la siguiente información:

- Número total de interrupciones
- Número total de clientes interrumpidos
- Cantidad total de clientes-hora interrumpidos
- Indicadores SAIFI y SAIDI

- Reducción tarifaria por incumplimiento de la norma, si correspondiera.
- Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

6.2 INFORMACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.

6.2.1 Un informe trimestral

La empresa de Distribución deberá remitir un informe trimestral con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y los valores de los Indicadores Globales, así como acciones correctivas efectuadas, objetos de reducción tarifaria.

Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

6.2.2 Registros a disposición del Ente Regulador

Las empresas de distribución deberán mantener registros detallados de todas las mediciones de tensión que efectúen, los procesamientos con la evaluación de las eventuales reducciones tarifarias en los archivos correspondientes a las mediciones y acciones correctivas, a ser suministrados al Ente Regulador en caso de que este lo solicite. Los registros detallados correspondiente a cada medición del nivel de tensión contendrán como mínimo:

- Datos del punto medido y tipo de suministro
- Fecha y hora de inicio y fin de la medición
- Registros de las lecturas efectuadas (totales, válidos, sujetos a reducción tarifaria)
- Tensión máxima y mínima (para los registros válidos)
- Curva del perfil de tensión
- Curva de la carga asociada
- Cantidad de veces que se registraron valores de tensión fuera de los rangos admitidos, agrupados por Rangos.
- Porcentaje total de registros fuera del rango admitido.
- Porcentaje de registros fuera del valor admitido, agrupados por Rango.
- Energía total suministrada.
- Energía suministrada en condiciones de mala calidad de tensión.
- Reducción tarifaria por incumplimiento de la norma.

6.3 Información del Efecto de Parpadeo y de las Armónicas.

6.3.1 Informe trimestral

La empresa de Distribución deberá remitir un informe trimestral con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y acciones correctivas efectuadas, objetos de reducción tarifaria.

Este informe trimestral deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

6.3.2 Registros a disposición del Ente Regulador

La empresa de distribución deberá mantener registros detallados de todos los procesamientos con la evaluación de las eventuales reducciones tarifarias en los archivos correspondientes a las mediciones y acciones correctivas, tanto de los puntos sujetos a reducción tarifaria como los no sujetos a reducción tarifaria, que deberán ser suministrados al Ente Regulador en caso de que este lo solicite. Los registros detallados correspondiente a cada medición de efecto de parpadeo o armónicas contendrán como mínimo :

- Datos del punto de medición
- Registros de las lecturas efectuadas de armónicas y efecto de parpadeo, y energías (o potencias medias) asociadas

- Distorsión por armónicas y por efecto de parpadeo, respectivamente, agrupados por Rangos de anchura de un punto porcentual para armónicas, y de 0.10 por unidad de índice de severidad para efecto de parpadeo.
 - Registros de distorsión sujetos a reducción tarifaria por Armónicas y por efecto de parpadeo, y energías (o potencia media) asociadas
 - Reducción tarifaria por incumplimiento de la norma.
-